

Л.Л. ТОВАЖНЯНСКИЙ, докт. техн. наук, проф., НТУ «ХПИ»,
П.А. КАПУСТЕНКО, канд. техн. наук, проф., НТУ «ХПИ»,
О.П. АРСЕНЬЕВА, канд. техн. наук, доц., НТУ «ХПИ»,
А.П. ЮЗБАШЬЯН, студентка, НТУ «ХПИ»

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ПЛАСТИНЧАТОГО И КОЖУХОТРУБЧАТОГО ТЕПЛООБМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ПОДОГРЕВА НЕФТИ

Актуальність теми обумовлена тим, що для більшості підприємств, в тому числі і нафтопереробних, що використовують теплообмінне обладнання, характерна висока матеріаломісткість останнього, що пов'язано з використанням давно застарілих трубчастих теплообмінних апаратів. Тому як ніколи актуальна задача заміни старого теплообмінного устаткування новим сучасним ресурсо- та енергозберігаючих, а саме, пластинчастим теплообмінним обладнанням

Актуальность темы обусловлена тем, что для большинства предприятий, в том числе и нефтеперерабатывающих, использующих теплообменное оборудование, характерна высокая материалоемкость последнего, что связано с использованием давно устаревших трубчатых теплообменных аппаратов. Поэтому как никогда актуальна задача замены старого теплообменного оборудования новым современным ресурсо- и энергосберегающих, а именно, пластинчатым теплообменным оборудованием

The relevance of the topic is determined by the fact that high material consumption of the equipment is characteristic for most enterprises including oil refineries that use heat transfer equipment, which is associated with the use of long-dated tube heat exchangers. Therefore, the task of exchanging of the old heat exchange equipment with the new modern resource- and energy-saving one, specifically a plate heat exchanger equipment, is more than ever urgent

Постановка проблемы и задача исследований. Нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ) являются крупнейшими потребителями топливно-энергетических ресурсов. Эффективность и рациональность их использования в процессах переработки нефти во многом определяется за счет эффективности работы технологического оборудования завода. Однако технологические установки действующих НПЗ, построены в большинстве случаев много лет назад и не отвечают современным требованиям по качеству продукции, безопасности, уровню автоматизации управления процессами и т.д. [1].

Для удовлетворения современным требованиям существующие установки подвергаются реконструкции. В ходе такой реконструкции

капиталовложения в новое оборудование должны быть сведены к минимуму путем наиболее полного использования уже имеющегося оборудования.

Зачастую существующее технологическое оборудование на установках НПЗ не обеспечивает необходимые рабочие параметры даже после оптимизации, и экономически целесообразным становится внедрение высокоэффективного ресурсосберегающего оборудования.

Во многих случаях наряду с повышением тепловой эффективности такого оборудования необходимо решать и другие не менее важные задачи: снижение металлоемкости, повышение эксплуатационной надежности и ремонтпригодности [2].

Поэтому необходимо провести анализ по применению современного, ресурсо- и энергосберегающего пластинчатого теплообменного оборудования по сравнению с используемым кожухотрубчатым и на основе полученных данных сделать вывод о целесообразности его замены пластинчатыми теплообменниками.

Описание реконструированной схемы энергоэффективного блока первичного подогрева нефти. Используя расчет пинча методом каскада и построения составных кривых процесса, который существует [3] и интегрированного процесса можно реконструировать технологическую схему энергоэффективного блока первичного подогрева нефти на установке АВТ А12/2, как показано на рис. 1.

Благодаря расчету пинча и построению диаграммы составных кривых существующего процесса и интегрированного процесса, был создан проект реконструкции блока первичного подогрева нефти на установке АВТ А12/2, как показано на рис. 1. Сырая нефть из резервуаров по трубопроводу подается насосами под давлением 0,2-1,0 МПа на прием сырьевых насосов. После насосов нефть четырьмя потоками, через теплообменники смешивается и поступает ещё на один теплообменник Т-7. После него сырая нефть направляется в электродегидратор первой степени ЭД-1. Первый поток подогревается в теплообменниках Т-10, второй – Т-8; третий – Т-3, Т-5; четвертый – Т-2. В качестве горячих теплоносителей используются продукты раздела с ректификационных колонн, а именно вакуумный газойль (прокачивается через Т-10), мазут (Т-8), ЦО К-3 (Т-3), ЦО К-2, 2а (Т-5) и дизельное

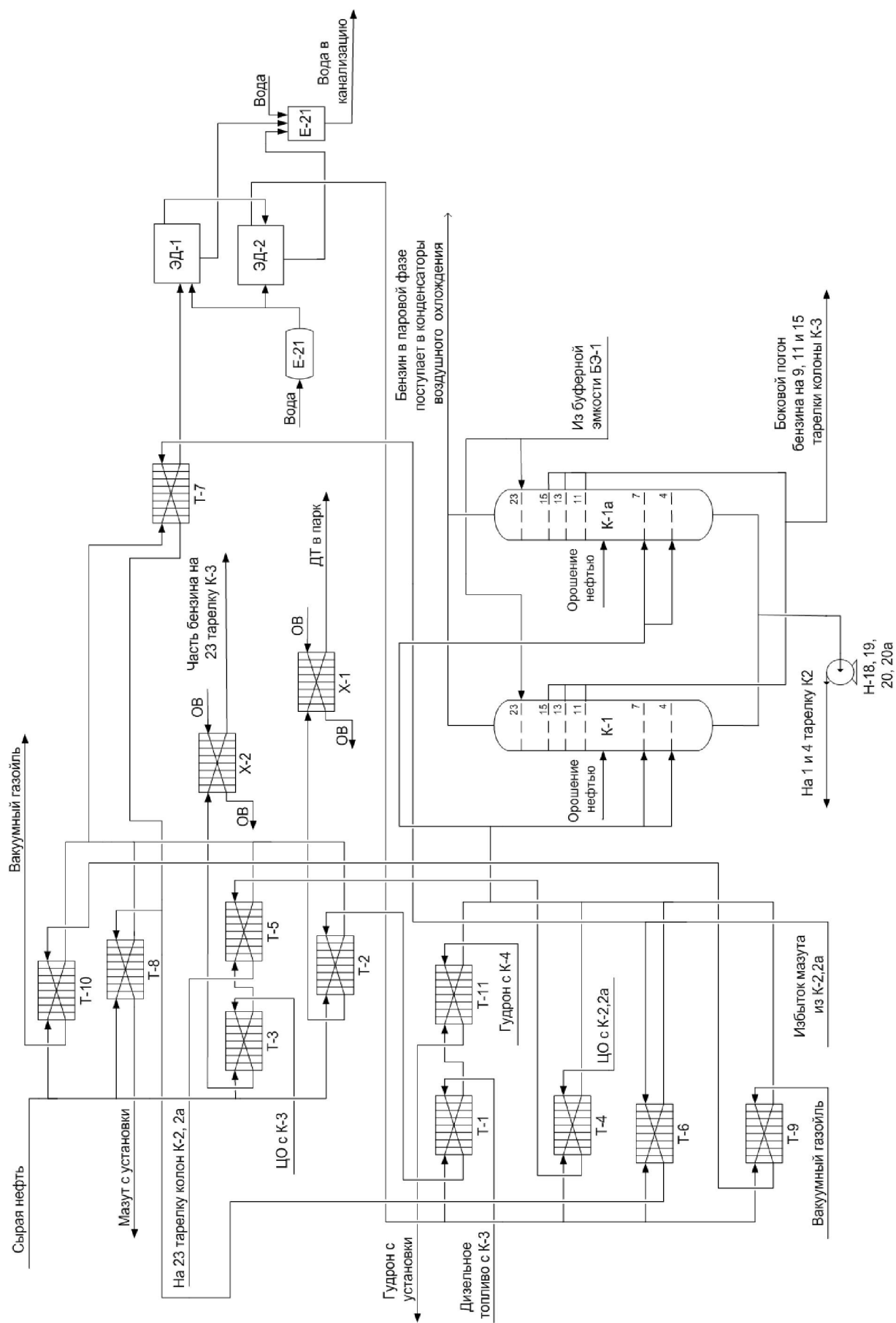


Рис. 1. Проект реконструкции блока первичного подогрева нефти

топливо (Т-2). Нефть нагревается в теплообменниках до $t = 80\text{--}160\text{ }^{\circ}\text{C}$. В ЭД-1 нагретая нефть вводится через маточники, создающие равномерный поток в электрическом поле снизу вверх. В ЭД-1 благодаря полю высокого напряжения происходит частичное разрушение эмульсии и отделения нефти от воды. Частично обессоленная и обезвоженная нефть с верха ЭД-1 через смеситель направляется в электродегидратор второй степени ЭД-2. После электродегидратора второй степени ЭД-2 обессоленная и обезвоженная нефть поступает в колонны К-1, 1а четырьмя потоками. Первый проходит через Т-1 и Т-11, второй – Т-4, третий – Т-6, четвертый – Т-9. Затем эти потоки смешиваются и, с температурой $214\text{ }^{\circ}\text{C}$, поступают на 4 и 7 тарелку колон К-1, К-1а.

В атмосферных колоннах К-1, К-1а происходит отбензиневание нефти. Бензин в паровой фазе поступает в конденсаторы воздушного охлаждения, а далее поступает в буферную емкость БЕ-1. Для поддержания заданной температуры верха К-1, К-1а на 23 тарелку подается острое орошение с линии откачки бензина в парк. Температура входа острого орошения в колонну К-1, К-1а $40\text{--}60\text{ }^{\circ}\text{C}$. С 11, 13, 15 тарелок К-1, К-1а выводится боковой погон фракции бензина, который самотеком поступает на колонну К-3. В качестве горячего теплоносителя в теплообменник Т-1 поступает дизельное топливо с колоны К-3.

В Т-11 нагрев обессоленной нефти происходит за счет гудрона из К-4; в Т-4 – ЦО К-2, 2а; в Т-6 – мазут; в Т-9 – вакуумный газойль.

Проектирование в программной среде UniSim Design. После проведения пинч-проектирования было определено количество и позиции теплообменного оборудования, а также мощность, которую они потребляют. Так как данный проект реконструкции может быть использован при проектировании новых нефтеперерабатывающих заводов, главной задачей является сравнение кожухотрубчатых и пластинчатых теплообменных аппаратов.

Для более точного сравнения, с помощью программной среды UniSim Design было выполнено моделирование блока первичного подогрева нефти. Это программный пакет, предназначен для моделирования в стационарном режиме, проектирования химико-технологических производств, контроля производительности оборудования, оптимизации и бизнес-планирование в области добычи и

переработки углеводородов и нефтехимии [4]. Программный пакет UniSim Design построен на основе надежных и проверенных методов расчета технологических процессов. В ходе моделирования мы получили нагрузку на теплообменный аппарат, начальные и конечные температуры по горячей и холодной стороне, значение коэффициента теплопередачи и среднюю логарифмическую разность температур.

На основе полученных данных, используя формулу 1, рассчитали необходимую площадь теплообмена

$$S = \frac{Q}{K \cdot \Delta T_{ln}} \quad (1)$$

где Q – нагрузка теплообменного аппарата, что связывает холодный и горячий поток; K – коэффициент теплопередачи между холодным и горячим потоками; ΔT_{ln} – средняя логарифмическая разность температур холодного и горячего потоков.

Полученные данные представлены в таблице 1. Из таблицы видно, что необходимая площадь рекуперативных теплообменников составляет 6233 м², а холодильников – 522 м². В общем, необходимо 6785 м² кожухотрубчатых теплообменников. Ориентировочно, цена за квадратный метр составляет 4000 грн., установка одного аппарата – 40 тыс. грн.

Расчет теплообменного оборудования с помощью программы CAS200. Проводя сравнительный анализ по применению теплообменников мы используем пластинчатые теплообменники фирмы Alfa Laval. Для более точного сравнения использовались полученные из UniSim Design данные по теплофизическим свойствам потоков, участвующих в теплообмене. На основе этих данных были созданы потоки в среде CAS200. Так как мы имеем дело с нефтепереработкой использовался теплообменник типа компаблок (рис. 2). Такой выбор обусловлен хорошими результатами при работе с агрессивными средами и в условиях высоких температур. Компаблок представлен шестью моделями: CP15, CP20, CPL30, CPL40, CPL50 и CPL75 с площадью теплообмена от 0,7 м² до 320 м². Каждая модель имеет свой стандартный набор пластин, удовлетворяющий самым различным технологическим требованиям [5]. Задав температуры, расходы, давления по горячей и холодной стороне были получены характеристики компаблоков (табл. 2).

Таблица 1

Определение площади кожухотрубчатых теплообменников

| ТА | Горячий поток | | Холодный поток | | | | K, кВт/ (м ² ·С) | ΔT _{ln} , °С | Q, кВт | S, м ² |
|------|-------------------|-----------------|------------------|--------------------|-----------------|------------------|-----------------------------------|--------------------------|-----------|----------------------|
| | Название | Т _{вх} | Т _{вых} | Название | Т _{вх} | Т _{вых} | | | | |
| Т-1 | Дизельное топливо | 229 | 173 | Обессоленная нефть | 112 | 168 | 0,16 | 61 | 3148 | 323 |
| Т-2 | Дизельное топливо | 173 | 74,86 | Сырая нефть | 10 | 112 | 0,089 | 62,91 | 4866 | 869 |
| Т-3 | ЦО К-3 | 165 | 125,3 | Сырая нефть | 10 | 83 | 0,115 | 97,7 | 2145 | 191 |
| Т-4 | ЦО К-2,2а | 240 | 168,8 | Обессоленная нефть | 112 | 175 | 0,085 | 60,8 | 1739 | 336 |
| Т-5 | ЦО К-2,2а | 168,8 | 126,3 | Сырая нефть | 83 | 112 | 0,065 | 49,74 | 950 | 294 |
| Т-6 | Мазут | 312 | 167,5 | Обессоленная нефть | 112 | 246,2 | 0,147 | 60,5 | 8684 | 976 |
| Т-7 | Мазут | 312 | 167,5 | Сырая нефть | 112 | 118 | 0,03 | 110,67 | 1040 | 313 |
| Т-8 | Мазут | 167,5 | 80,63 | Сырая нефть | 10 | 112 | 0,081 | 62,76 | 4891 | 962 |
| Т-9 | Газойль | 300 | 171,5 | Обессоленная нефть | 112 | 239 | 0,108 | 60,25 | 4718 | 725 |
| Т-10 | Газойль | 171,5 | 66,47 | Сырая нефть | 10 | 112 | 0,051 | 57,97 | 3208 | 1085 |
| Т-11 | Гудрон | 336 | 244,1 | Обессоленная нефть | 168 | 181 | 0,044 | 110,91 | 773,6 | 159 |
| Х-1 | Газойль | 74,86 | 58 | Вода | 15 | 37,4 | 0,118 | 40,17 | 751 | 159 |
| Х-2 | ЦО К-3 | 125,3 | 74 | Вода | 15 | 90,52 | 0,141 | 45,85 | 2543 | 393 |

Таблица 2

Характеристика теплообменников фирмы Alfa Laval

| ТА | Горячий поток | | | Холодный поток | | | Q, кВт | ΔT_{ln} , °C | Тип ТА | K, кВт/ (м ² ·°C) | S, м ² | Кол-во пластин | Группировка |
|------|---------------|-------|-------|----------------|-----|-------|-----------|-------------------------|--------|------------------------------------|----------------------|-------------------|--------------------------|
| | Название | Твх | Твых | Название | Твх | Твых | | | | | | | |
| T-1 | Диз. топливо | 229 | 173 | Обессол. нефть | 112 | 168 | 3148 | 61 | CPL50 | 1,233 | 42,41 | 152 | 2·25+1·25М 2·25+1·26М |
| T-2 | Диз. топливо | 173 | 75,3 | Сырая нефть | 10 | 112 | 4841 | 63,1 | CPL50 | 1,101 | 70,31 | 252 | 4·25+1·25М 4·25+1·26М |
| T-3 | ЦО К-3 | 165 | 125,5 | Сырая нефть | 10 | 83 | 2136 | 97,8 | CPL30 | 1,499 | 14,78 | 132 | 1·21+2·22М 1·22+2·22М |
| T-4 | ЦО К-2,2а | 240 | 168,8 | Обессол. нефть | 112 | 175 | 1739 | 60,8 | CPL30 | 1,600 | 18,14 | 162 | 4·11+3·12М 4·16+1·17М |
| T-5 | ЦО К-2,2а | 168,8 | 126,5 | Сырая нефть | 83 | 112 | 942,7 | 49,9 | CPL30 | 1,300 | 14,78 | 132 | 5·13М 3·22М |
| T-6 | Мазут | 312 | 167,9 | Обессол. нефть | 112 | 246,2 | 8685 | 60,6 | CPL75 | 0,869 | 166,1 | 252 | 4·25+1·25М 4·25+1·26М |
| T-7 | Мазут | 312 | 166,7 | Сырая нефть | 112 | 118 | 1046 | 110,1 | CPL30 | 1,060 | 9,148 | 82 | 2·13+1·14М 1·41М |
| T-8 | Мазут | 167,5 | 81 | Сырая нефть | 10 | 112 | 4866 | 63 | CPL50 | 1,108 | 70,31 | 252 | 4·25+1·25М 4·25+1·26М |
| T-9 | Газойль | 300 | 171,6 | Обессол. нефть | 112 | 239 | 4718 | 60,3 | CPL50 | 1,408 | 56,36 | 202 | 5·14+2·15М 4·14+3·15М |
| T-10 | Газойль | 171,6 | 67,1 | Сырая нефть | 10 | 112 | 3192 | 58,3 | CPL50 | 0,984 | 56,36 | 202 | 2·16+4·17М 1·16+5·17М |
| T-11 | Гудрон | 336 | 244,1 | Обессол. нефть | 168 | 181 | 774,2 | 110,9 | CP20 | 1,424 | 5,002 | 82 | 5·8М 1·41М |
| X-1 | Газойль | 75,3 | 58 | Вода | 15 | 38,8 | 774,3 | 39,7 | CPL30 | 1,741 | 11,42 | 102 | 2·25М 1·12+3·13М |
| X-2 | ЦО К-3 | 125,5 | 74 | Вода | 15 | 93,4 | 2551 | 44,2 | CPL30 | 3,236 | 18,14 | 162 | 4·20М 7·10+1·11М |

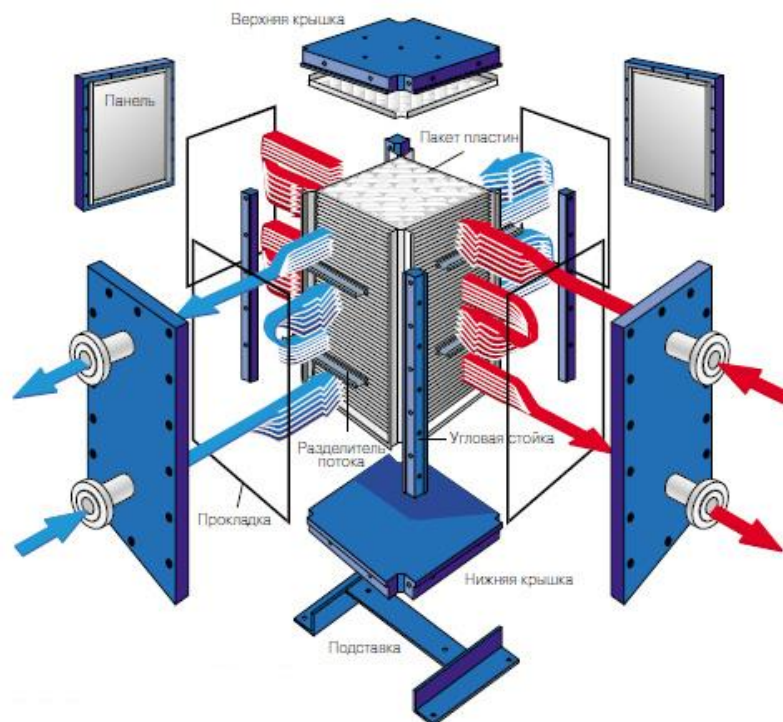


Рис. 2. Конструкция сварного теплообменного аппарата

Для реконструкции блока первичного подогрева нефти понадобится (табл. 3):

Таблица 3

Необходимое оборудование для реконструкции

| | CP20 | CPL30 | CPL50 | CPL75 |
|-------------------------|-------|--------|--------|-------|
| Количество ТА | 1 | 6 | 5 | 1 |
| Площадь, м ² | 5,002 | 86,444 | 295,75 | 166,1 |
| Количество пластин | 82 | 772 | 1060 | 252 |

Площадь рекуперативных теплообменников – 523,7 м²; площадь холодильников – 29,56 м²; общая площадь теплообмена – 553,26 м².

В настоящей работе расчеты пластинчатых теплообменных аппаратов выполнены без учета термического сопротивления поверхности теплопередачи. Как показано в работе [5] эти загрязнения значительно ниже чем в кожухотрубчатых аппаратах. Однако загрязнения могут все же снизить реальные коэффициенты теплопередачи. Данная проблема будет более детально рассмотрена в дальнейшей работе.

Таким образом для более наглядной демонстрации полученных данных приведем их в табличном виде (табл. 4)

Таблица 4

Сравнительная характеристика теплообменников

| | Кожухотрубчатые ТА | Пластинчатые ТА |
|---|--------------------|---|
| Среднее значение К, кВт | 0,1 | 1,4 |
| Площадь рекуперативных ТА, м ² | 6233 | 523,7 |
| Площадь холодильников, м ² | 552 | 29,56 |
| Общая стоимость, грн | 6785 | 553,26 |
| Стоимость 1 м ² , грн | 4000 | CP20 – 40 000 CPL30 – 35 000 CPL50 – 25 000 CPL75 – 23 000 |
| Общая стоимость ТА, грн | 27 600 000 | 15 117 178 |

Выводы.

1. Данные по сравнительной характеристике использования в блоке первичного подогрева нефти кожухотрубчатых и пластинчатых теплообменников показывают, что применение пластинчатого теплообменного оборудования, в данном случае рассмотрены теплообменники фирмы Alfa Laval, целесообразно как с точки зрения закупки и установки (почти в 2 раза дешевле) так и по коэффициенту теплопередачи (в 14 раз больше).

2. Еще одним из не менее важных факторов, которых может повлиять на выбор теплообменника является его габаритные размеры. Компаблок весьма компактный теплообменник и он занимает небольшое пространство и не требует фундамента (рис. 2).

3. Применение там, где это возможно пластинчатых теплообменников обеспечивает не только высокую эффективность теплообмена и экономичность, но и компактность, надежности, простоту обслуживания и переналадки.

Список литературы: 1. Уильям Д. Леффлер. Переработка нефти / Уильям Д. Леффлер. М.: ЗАО «Олимп-Бизнес». 2004. – 223 с. 2. Клемеш Й. Реконструкция тепловой сети установки первичной переработки нефти с помощью пинч-анализа / Й. Клемеш, Л.Л. Товажнянский, Н.Д. Андрийчук, П.А. Капустенко, Л.М. Ульев, А.Ю. Перевертайленко, Б.Д. Зулин // Тези доповідей IX міжнародної конференції «Удосконалення процесів та апаратів хімічних, харчових та нафтохімічних виробництв». Ч. 2. Теплові процеси. Одеса. – 1996. – с. 46. 3. Л.М. Ульев, А.П. Юзбашьян. Экстракция потоковых данных на установке первичной переработки нефти на АВТ А12/2 при режиме работы с вакуумным блоком // Вестник НТУ «ХПИ». – 2011, Выпуск 21. – С. 118–125. 4. Plesu V. Retrofit solutions in crude distillation plant using process simulation and process integration / Plesu V., Bumbac G., Tacu-Marcov C., Ivanescu I., Popescu D.C. // 8th Conference on process integration, modeling and optimization for energy saving and pollution reduction. PRES'05. Chemical engineering transactions, 2005. Vol. 7. P. 169–174. 5. Пластинчатые теплообменники в промышленности: Учеб. Пособие / Под общ. ред. Л.Л. Товажнянского. – Харьков: НТУ «ХПИ», 2004. – 232 с. – На русск. яз.

Поступила в редколлегию 04.04.12